

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Реконструкция подстанции «Западная» 110/10 кВ
тема

Руководитель	_____	<u>доцент каф.ЭЭ, к.т.н.</u>	<u>А.Н. Туликов</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>О.Н. Колистратова</u>
		подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И.А. Кычакова</u>
		подпись, дата	инициалы, фамилия

Абакан 2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме "Реконструкция подстанции «Западная» 110/10 кВ" содержит 58 страницы текстового документа, 6 рисунков, 18 таблиц, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР, РАЗРЯДНИК, ТОКИ КЗ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА.

Объект исследования – подстанция «Западная» 110/10 кВ .

Метод исследования – расчетно-аналитический.

Цель работы заключается в разработке усовершенствованной однолинейной схемы подстанции и выбор нового, мощного оборудования.

Значимость работы обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации, приведенные в работе, могут быть использованы специалистами электросетевых компаний при проектировании и реконструкции подстанций.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- Расчёт и замена морально и физически устаревших оборудования;
- Составление однолинейной схемы, согласно ПУЭ;
- Разгрузка трансформаторов;
- Расчёт релейной защиты.

К результатам работы можно отнести: увеличение одного из трансформаторов для получения симметрии нагрузки; вместо отделителей и короткозамыкателей выбраны вакуумные выключатели в результате чего, были увеличены надежность электроснабжения потребителей и срок службы трансформаторов и электрической аппаратуры.

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic “Reconstruction of the substation “Zapadnaya 110/10 kV” contains 58 pages of the text document, 6 figures, 17 tables, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

RECONSTRUCTION, SWITCH, TRANSFORMER, DISCHARGE, CURRENT CODE, CURRENT TRANSFORMER, EARTH CONNECTION, RELAY, SINGLE LINEAR SCHEME.

The object of the study is the substation "Western" 110/10 kV.

The method of investigation is computational and analytical.

The aim of the work is to develop an improved single-line substation scheme and to select a new, powerful equipment.

The significance of the work is due to the fact that the theoretical and practical recommendations given in the work can be used by specialists of electric grid companies in the design and reconstruction of sub-stations.

The tasks of the final qualifying work:

- Calculation and replacement of morally and physically obsolete equipment;
- Drawing up a single-line scheme, according to the PUE;
- Unloading of transformers;
- Calculation of relay protection.

The results of the work include: an increase in one of the transformers to obtain the symmetry of the load; instead of separators and short-circuiting switches, vacuum switches were chosen, as a result of which the reliability of power supply to consumers and the service life of transformers and electrical equipment were increased.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Теоретическая часть.....	6
1.1 Основные направления реконструкции и технического перевооружения подстанций.....	6
1.2 Понятие и особенности подстанций	8
2 Аналитическая часть.....	10
2.1 Обоснование реконструкции подстанции	10
2.2 Характеристика подстанции. Существующее и предлагаемое оборудование	10
3 Практическая часть	18
3.1 Расчет электрических нагрузок подстанции	18
3.1.1 Расчет нагрузки потребителей.....	18
3.1.2 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов.....	19
3.1.3 Характеристика трансформаторов	20
3.2 Расчёт токов	21
3.2.1 Расчёт токов нормального режима	21
3.2.2 Расчет токов короткого замыкания.....	22
3.3 Выбор силового оборудования подстанции.....	26
3.3.1 Обоснования выбора	26
3.3.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей.....	26
3.3.3 Выбор и проверка разъединителей	30
3.3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения	31
3.4 Выбор оборудования на стороне 10кВ	35
3.4.1 Комплектные распределительные устройства серии ЗРУ-10кВ.....	35
3.4.2 Выбор и проверка выключателей.....	36
3.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	38
3.4.4 Выбор трансформаторов напряжения	39
3.4.6 Выбор и проверка предохранителей.....	41
4 Релейная защита силовых трансформаторов	42
4.1 Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов. Виды защит	42
4.2 Дифференциальная защита трансформатора на реле РСТ-15.....	44
5 Расчёт заземления	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	56

ВВЕДЕНИЕ

В последние несколько лет значительно выросли объемы потребления, следовательно, и вырос спрос на электроносителя. Эта тенденция обусловлена различными жизненными факторами, такими как бурное строительство г.Абакан, появление новых торговых комплексов и развлекательных центров, расширение жилищно-коммунальной инфраструктуры. Так же в этом растущем и развивающемся городе происходит рост населения, следовательно, и потребление электроэнергии в РХ в целом в марте 2018 года увеличилась на 3,3% относительно марта 2017 года [1]. Поэтому, городу нужны новые источники или реконструкция достойных, но старых трансформаторных подстанций.

Целью бакалаврской работы является реконструкция подстанции «Западная» 110/10 кВ. В ходе реконструкции предлагается повысить мощность трансформатора с 25000 кВА на 40000 кВА, поставить вакуумные выключатели вместо отделителей и короткозамыкателей, в результате чего, повысится надежность электроснабжения потребителей, возрастет срок службы трансформаторов и электрической аппаратуры.

Основными задачи дипломного проекта являются надёжная и бесперебойная работа трансформаторов, удовлетворение возрастающего спроса на электроэнергию, поддержание качества отпускаемой электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТа.

1 Теоретическая часть

1.1 Основные направления реконструкции и технического перевооружения подстанций

С увеличением потребления электроэнергии возникает проблема передачи и переработки электроэнергии, что напрямую связано с проблемой физического и морального старения оборудования.

Суть морального обесценивания заключается в том, что в результате научно-технического прогресса основные средства технически стареют и становятся экономически менее эффективными. Существуют две формы морального износа: первая – потеря стоимости существующих объектов за счет роста производительности труда; вторая – обесценивание основных средств из-за появления более сложного оборудования аналогичной цели. Поскольку первая форма не связана с уменьшением потребительской стоимости объектов электросетевого хозяйства, в условиях ускорения научно-технического прогресса следует учитывать только вторую форму морального износа.

Экономический срок службы оборудования – это период, в течение которого целесообразно его эксплуатировать, но условия морального износа, снижающее действие морального износа может быть ослаблено техническим перевооружением и реконструкцией основных фондов. Поскольку целью развития электрических сетей является обеспечение надежного снабжения потребителей электроэнергией с минимальными затратами, те, которые не соответствуют этим требованиям в современных условиях, должны считаться морально изношенными объектами.

Старение оборудования и низкие темпы реконструкции способствуют накоплению изношенного оборудования и, как следствие, увеличению затрат на его ремонт и ухудшению технико-экономических показателей предприятий энергетики (удельных расходов топлива, потребление электроэнергии для собственных нужд, потери электроэнергии в сетях).

Техническое перевооружение может быть связано с себестоимостью энергии на 12-15%.

В настоящее время, при создании энергетических систем, надёжность учитывается в результате многолетнего опыта проектирования и эксплуатации, закреплённого в соответствующих правилах, рекомендациях и методических указаниях.

Эти объекты подлежат техническому перевооружению и реконструкции, которые включают виды деятельности:

- перевод ПС на более высокое напряжение;
- замена трансформаторов ПС более мощными;
- замена оборудования ПС новыми, соответствующими современным техническим уровням;
- установка источников реактивной мощности на подстанции;
- автоматизация и телемеханизация подстанций, замена или установка новых устройств РЗ и ПА, диспетчерский и технологический контроль;
- перевод линии электропередачи на более высокое номинальное напряжение:
- подвеска второй цепи на существующих опорных линиях или дополнительных проводов в фазе;
- замена проводов на провода большего сечения;
- замена дефектных проводов, тросов на новые на участках ВЛ длиной, превышающей 15 % ее общей протяженности (при меньших объемах работы выполняются в процессе капремонта);

Реконструкция трансформаторной подстанции позволит обеспечить:

- гарантированное снабжение электроэнергией потребителей, в том числе и потребителей первой категории.
- Расширение диапазона возможностей для технологического подключения к электрическим носителям новых потребителей энергии.

- Комплексную автоматизацию с системами релейной автоматики и защиты.
- Коммерческий, качественный учет потребления электроэнергии.
- Мониторинг управления, состояния, диагностики оборудования.
- Применение линий из кабеля изолированного сшитым полиэтиленом, или с применением элегазовой изоляции.
- Снижение затрат на эксплуатацию оборудования.
- Безопасные и комфортные условия труда для персонала обслуживающего оборудование.
- Соответствие требованиям и нормам охраны окружающей среды и экологической безопасности

1.2 Понятие и особенности подстанций

Электрическая подстанция — электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств[4].

Подстанция, в которой стоят повышающие трансформаторы, повышает электрическое напряжение при соответствующем снижении значения силы тока, в то время как понижающая (или понизительная) подстанция уменьшает выходное напряжение при пропорциональном увеличении силы тока.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) — распределительное устройство, оборудование которого располагается на открытом воздухе. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях. Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ.

В ОРУ 110 кВ и выше должен быть предусмотрен проезд для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий.



Рисунок 1 – Открытое распределительное устройство

Трансформатор — статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанные обмотки на каком-либо магнитопроводе и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем (напряжений) переменного тока в одну или несколько других систем (напряжений), без изменения частоты.

Трансформатор осуществляет преобразование переменного напряжения и/или гальваническую развязку в самых различных областях применения — электроэнергетике, электронике и радиотехнике.

2 Аналитическая часть

2.1 Обоснование реконструкции подстанции

Оценка электрического хозяйства покажет необходимость реконструкции подстанции 110/10 кВ «Западная». В данном разделе рассматривается ряд вопросов, решение которых позволит выявить необходимый объём работ по улучшению технического состояния действующей подстанции. Особое внимание следует уделить:

- 1) схемам электрических соединений - их надёжности, правильности оформления согласно существующим правилам устройства электроустановок;
- 2) электрическому оборудованию подстанции – физическому и моральному износу;
- 3) возможности внедрения новых технологий - релейной защиты и автоматики на основе микропроцессорной техники.

От ПС 110/10 кВ отходит 58 фидеров, которые питают в основном потребителей района III категории, но также есть электроприемники II категории.

2.2 Характеристика подстанции. Существующее и предлагаемое оборудование

Подстанция 110/10 кВ «Западная» расположена в городе Абакан ул.Советская,170. Была введена в эксплуатацию в 1963 году, подключена к энергосистеме путём сооружения ВЛ 110 кВ (С-87 и С-88) с отпайкой от подстанции «Западная». Она предназначена для питания потребителей Абакана и промышленной зоны данного города.

На подстанции установлено два трансформатора, мощностью 25 МВА и 40 МВА. Напряжение на ввода силовых трансформаторов подается по двум резервируемым воздушным линиям ВЛ – 110 кВ, такая схема позволяет производить

поочередный ремонт и реконструкцию выключателей без отключения потребителей первой категории. Основное оборудование на подстанции 110/10 кВ «Западная» выпуска восьмидесятых и девяностых годов, при этом полная реконструкция подстанции в течении всей эксплуатации не проводилась.

Абсолютно ясно, что строительство новых ТП дело сложное и капиталоемкое, к тому же существующие подстанции расположены в местах удобных для энергоносителей. А так же существует и другая, более весомая причина, говорящая в пользу осуществления реконструкций ТП – это моральное и физическое устаревание, длительное использование оборудования. Этот фактор нельзя проигнорировать, т.к. вероятность возникновения непредвиденных и порой аварийных ситуаций на подстанциях может привести к нарушению снабжения потребителей.

Подстанция 110/10 кВ «Западная» является понизительной подстанцией с односторонним питанием. На стороне 110 кВ предусмотрена схема «Два блока 110 кВ с отделителями короткозамкательными в цепях линий и ремонтной перемычкой с двумя разъединителями». Согласно стандарту ФСК ЕЭС выбираем схему 110 – 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [5].

Питание 1 секции и 2 секции 10 кВ осуществляется от трансформатора 1Т через вводной выключатель 10 кВ, а питание 3,4 секции от 2Т. Параллельная работа трансформаторов Т1 и Т2 при производстве переключений по переводу нагрузки, не допускается, так как данный режим работы обусловлен увеличением токов КЗ в сети 10 кВ.

В цепи воздушных линий ВЛ – 110 кВ установлено электротехническое оборудование, необходимое для осуществления коммутаций, а также отключений при возникновении аварийных ситуаций, а также для отсоединения коммутационных аппаратов ВЛ – 110 кВ от сборных шин.

Силовые выключатели рассчитаны на отключение рабочих токов и токов короткого замыкания. На стороне 10 кВ установлены выключатели: ВМГЭ-10 и ВБЧ-С-10, которые морально и физически устарели [6].

Разъединители применяются для переключения под напряжением, но без нагрузки, а также для создания видимого разрыва электрической сети, что обеспечивает безопасность оперативно-ремонтного персонала во время ремонтных работ и оперативных переключений. Во избежание несчастных случаев между выключателями и разъединителями, установленными на одной и той же линии электропередачи, применяется система блокировки, предотвращающая переключение разъединителя при замыкании контактов переключателя.

Для защиты от внешних грозowych перенапряжений в сети сторона 110 кВ оснащена разрядниками РВС; по стороне 10 кВ на данный момент установлены РВП. По новым нормам и правилам, согласно ПУЭ, при реконструкции подстанций вместо разрядников везде должны применяться современные ограничители перенапряжения ОПН.

Для обеспечения измерения в сети 110кВ и 10 кВ токов и напряжений применяют трансформаторы тока и трансформаторы напряжения [7].

Таблица 1 – Перечень установленного оборудования. Силовые трансформаторы.

№ п-п	Год выпуска	Год установки	Диспетчерское наименование	Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Устройство регулирования напряжения (тип устройства)
1	1994	1995	1Т	ТРНДЦН-40000/25000/110У1	40000/25000	РС-9
2	1973	1977	2Т	ТРДН-25000/110	32000	РСГ-3/110/460

Продолжение таблицы 1

№ п-п	Год выпу- ска	Год уста- новки	Диспетчерское наименование	Тип трансформатора	Номиналь- ная мощ- ность, кВА	Устройство регулирова- ния напряже- ния (тип устрой- ства)
3	1979	1995	1ТСН-0,4кВ	ТМ-250/10/0,4	250	ПБВ
4	1979	1995	2ТСН-0,4кВ	ТМ-250/10/0,4	250	ПБВ
5	1962	1964	1ТСН-0,23кВ	ТСМА-160/10	160	ПБВ
6	1963	1965	2ТСН-0,23 кВ	ТСМА-100/10	100	ПБВ
7	1980	1982	тр-р ДГК-1 сек.-10	ТМ-400/10/0,4	400	ПБВ
8	1994	1995	тр-р ДГК-2 сек.-10	ТМ-250/10/0,4	250	ПБВ
9	1976	1977	тр-р ДГК-3 сек.-10	ТМ-400/10/0,4	400	ПБВ
10	1976	1977	тр-р ДГК-4 сек.-10	ТМ-400/10/0,4	400	ПБВ

Таблица 2 – Перечень установленного оборудования. Выключатели

№ п- п	Год вы- пуска	Год уста- новки	Диспетчерское наименование	Тип	Номиналь- ный ток, А	Номиналь- ный ток от- ключения, кА
			U=10 кВ			
1 секция						
1	1992	1995	Яч.№3,5,7,9,11,13	ВМПЭ- 10/630	630	31,5
2	1997	2001	Яч.№15 ввод 1Т-1сек	ВВТЭ- М- 10/1600	1600	20
3	2009	2009	Яч.№23 СВ 1-3 сек	ВВТЭ- М- 10/1600	1600	31,5
2 секция						
4	2004	2005	Яч.№2	ВВЭ-М- 10/1000	1000	20
5	1992	1995	Яч.№4,6,8,10,14	ВМПЭ- 10/630	630	31,5
6	1998	2002	Яч.№16	ВБЧ-С- 10/630	630	20
7	2003	2003	Яч.№18,20,22	ВВТЭ- М- 10/630	630	31,5
8	2008	2008	Яч.№24	ВВТЭ- М- 10/1600	1600	31,5
3 секция						
9	1997	2001	яч. №31	ВВТЭ- М- 10/1600	1600	20

Продолжение таблицы 2

№ п-п	Год выпуска	Год установки	Диспетчерское наименование	Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА
10	1984	1984	яч. №35	ВМПЭ-10/630	630	20
11	1992	1995	яч. №37,39,41,53	ВБЧ-С-10/630	630	31,5
12	2010	2010	яч. №43,45,47,49,51	ВВТЭ-М-10/630	630	31,5
13	2009	2010	яч. №55	ВБМ-10-20/630	630	20
4 секция						
14	2009	2009	яч. №28,44,	ВВТЭ-М-10/1600	1600	31,5
15	2008	2008	яч. №30,32,36,38,40,52	ВВТЭ-М-10/630	630	31,5
16	2008	2008	яч. №34	ВВТЭ-М-10/1000	1000	20
17	1992	1994	яч. №50	ВБЧ-СП-10/630	630	31,5
18	1976	1977	яч. №54,56	ВМПП-10/630	630	20
19	1976	1977	яч. №58	ВБМ-10-20/630	630	20

Таблица 3 – Перечень установленного оборудования. Разрядники

№ п-п	Тип	Диспетчер наименование (наименование присоединения)
	U=110 кВ	
1	РВС-110	Рк-1Т-110
2	РВС-110	Рк-2Т-110
3	РВС-35+РВС-15	РкН-1Т-110
4	РВС-35+РВС-15	РкН-2Т-110
	U=10 кВ	
5	РВП-10	Рк-2Т-1 сек.-10 Рк-2Т-2 сек.-10 Рк-2Т-3сек.-10 Рк-2Т-4 сек.-10
6	ОПН-10	ОПН-2ТН-1сек.-10 ОПН-2ТН-4сек.-10 ОПН-3сек.-10

Продолжение таблицы 3

7	ОПН-КР-10/11,5	ОПН яч.16 ОПН яч.20 ОПН яч.22 ОПН яч.24 ОПН яч.28 ОПН яч.30 ОПН яч.32 ОПН яч.36 ОПН яч.38 ОПН яч.39 ОПН яч.43 ОПН яч.45 ОПН яч.47 ОПН яч.49 ОПН яч.51 ОПН яч.52 ОПН яч.55 ОПН яч.58
---	----------------	--

3 Практическая часть

3.1 Расчет электрических нагрузок подстанции

3.1.1 Расчет нагрузки потребителей

Первым этапом проектирования реконструкции ПС является определение электрических нагрузок. По величине электрических нагрузок выбирают электрооборудование (силовые трансформаторы, коммутационную аппаратуру, провода, кабели, аппаратуру измерений и защиты и так далее). Поэтому от правильности оценки нагрузок электрических сетей зависит надежность и бесперебойность работы системы электроснабжения. При реконструкции подстанции, потребители рассматриваются в качестве нагрузок.

В этом разделе необходимо рассчитать нагрузки потребителей, а также определить мощности трансформаторов.

В таблице 4 представлены контрольные замеры по ПС «Западная» 110/10 кВ.

Таблица 4 – Нагрузки потребителей по стороне 10 кВ

Фидер 10кВ	$P_{max}, кВт$	$Q_{max}, кВар$	$S_{max}, кВ \cdot А$
3	857,363	222,774	885,8327
7	21304,056	8484,898	2931,56
11	7910,871	17204,64	18936,25
13	17204,67	5306,107	1004,32
8	8631,108	3843,76	448,308
10	6873,214	2272,6	7239,184
18	1,194	0,073	1,196229
20	269,898	776,328	406,664
24	464,928	755,812	473,51
37	626,469	143,97	642,7992
39	1084,41	61,089	1086,129

Продолжение таблицы 4

43	555,373	143,009	573,49
45	5027,81	1513,537	5250,683
49	15689,04	6284,072	16900,76
51	5866,161	3206,037	685,097
30	18306,489	6787,366	19524,24
32	17959,72	5546,126	18796,57
36	3176,828	1907,737	3705,63
38	558,866	1036,913	760,975
52	754,009	407,413	857,0385
54	1219,67	1400,1	2116,64
58	2032,776	204,294	243,016
Итого			53800

Согласно данным, приведенных в таблице суммарная полная мощность:
 $S_{\max} = 53,8 \text{ МВА}$.

3.1.2 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов

Мощность и число трансформаторов понижающих подстанций выбирают по расчетной мощности на шинах подстанции в нормальном режиме работы, с учетом перегрузочной способности трансформаторов и требований по обеспечению необходимой степени надежности электроснабжения потребителей

На двух трансформаторных подстанциях рекомендуется устанавливать трансформаторы одинаковой мощности, причем каждый из них в нормальном режиме работы с учетом «Указаний и инструкций по проектированию систем электроснабжения» должен быть загружен на 65...70% [8].

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать передачу мощности потребителей первой и второй категорий с учетом допустимой перегрузочной способности трансформатора. Часть ответственных

потребителей с целью снижения нагрузки трансформатора может быть отключена [1].

$$S_{ном.т} \geq 1,4 \cdot \frac{S_{max}}{2} \quad (1)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора,

S_{max} – наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период.

1,4 ($K_{доп}$) – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора).

$$S_{ном.т} \geq 1,4 \cdot \frac{53800}{2} = 37660 \text{ кВА}$$

В связи с планируемым ростом промышленных и бытовых нагрузок, выбираем силовые трансформаторы большей мощности по справочнику два трансформатора типа ТРНДЦН-40000/2500/110 [2].

3.1.3 Характеристика трансформаторов

По вышеприведённым расчётам можно сделать вывод что, в связи с ожидаемым ростом электрических нагрузок понизительной подстанции установленные трансформаторы ТРНДЦН-40000/2500/110 и ТРДН-25000/110 на ПС будут работать с перегрузкой.

Если из двух работающих трансформаторов будет поврежден и отключен трансформатор, меньший по мощности (25000кВА), то трансформатор 40000 кВА с допустимой перегрузкой 1,4 обеспечит нагрузку большую, чем нужно, т.е. $40000 \times 1,4 = 56000 \text{ кВА}$. Но если отключится трансформатор 40000 кВА, то трансформатор 25000 кВА сможет обеспечить всего лишь нагрузку 35000 кВА, что в нашем случае в связи с увеличением потребления не обеспечит надёжности.

Таким образом, при установке трансформаторов 25000 и 40000 КВА на ПС нельзя обеспечить экономически целесообразный режим работы трансформаторов и потребную мощность в аварийном режиме. Последнее можно выполнить

только при условии завышения номинальной мощности, которая в нормальном режиме будет недоиспользоваться.

Силовые трансформаторы ТРНДЦН обеспечивают надежное электроснабжение в течении всего срока эксплуатации. Изготавливаются для стран с умеренным и холодным климатом. Трансформатор ТРНДЦН снабжен вводами ВН и НН. Линейные вводы ВН снабжены трансформаторами тока. Баки трансформатора масляного ТРНДЦН с верхним разъемом снабжается арматурой для заливки, отбора проб, слива и фильтрации масла, подключения системы охлаждения и вакуум – насоса. Расширитель служит для компенсации температурного расширения трансформаторного масла [9].

Таблица 5 –Характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		U _{кз} , %	I _{хх} , %
	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	P _{хх} , кВт	P _{кз} , кВт		
ТРНДЦН-40000/250 0/110	115	11	24	302,83/11 6,91	16,54/10, 34	0,27/0,43

3.2 Расчёт токов

3.2.1 Расчёт токов нормального режима

В нормальном режиме из условия 100% загрузки силовых трансформаторов по линиям 100кВ протекает ток:

$$I_{\text{раб.л.110}} = \frac{S_{\text{ном.л.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}} \quad (2)$$

$$I_{\text{раб.л.110}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,19 \text{ А}$$

На выводах трансформатора 110/10 кВ:

$$I_{\text{раб.т.10}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (3)$$

$$I_{\text{раб.л.10}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312,14 \text{ А}$$

В нормальном режиме трансформаторы будут работать с коэффициентом загрузки:

$$K_{\text{з.норм}} = \frac{S_{\text{мах}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}} \quad (4)$$

$$K_{\text{з.норм}} = \frac{53800}{2 \cdot 40000} = 0,67$$

В аварийном (при отключении одного из трансформаторов) коэффициент загрузки составит:

$$K_{\text{зав}} = \frac{S_{\text{мах}}}{S_{\text{ном.т}}} \leq 1,4 \quad (5)$$

$$K_{\text{зав}} = \frac{53800}{40000} = 1,3, \text{ что меньше допустимого } 1,4.$$

Согласно расчетам принимаем к установке два трансформатора ТРНДЦН-40000/2500/110.

3.2.2 Расчет токов короткого замыкания

При расчете тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения трансформаторной подстанции (точка К1 на рисунке 2) сопротивления элементов схемы определяем по нижеприведенным выражениям [11].

Определяем индуктивные сопротивления для одной электрической системы:

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} = \frac{1000 \cdot 10^6}{3984 \cdot 10^6} = 0,25 \text{ (о. е.)} \quad (6)$$

где S_6 – базисная мощность (задается произвольно) (ВА);

S_c – мощность короткого замыкания системы (ВА),

равная $S_c = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{откл}$

U_6 – номинальное напряжение, кВ;

где

$I_{откл}$ – номинальный ток отключения выключателя (по каталогу), кА;

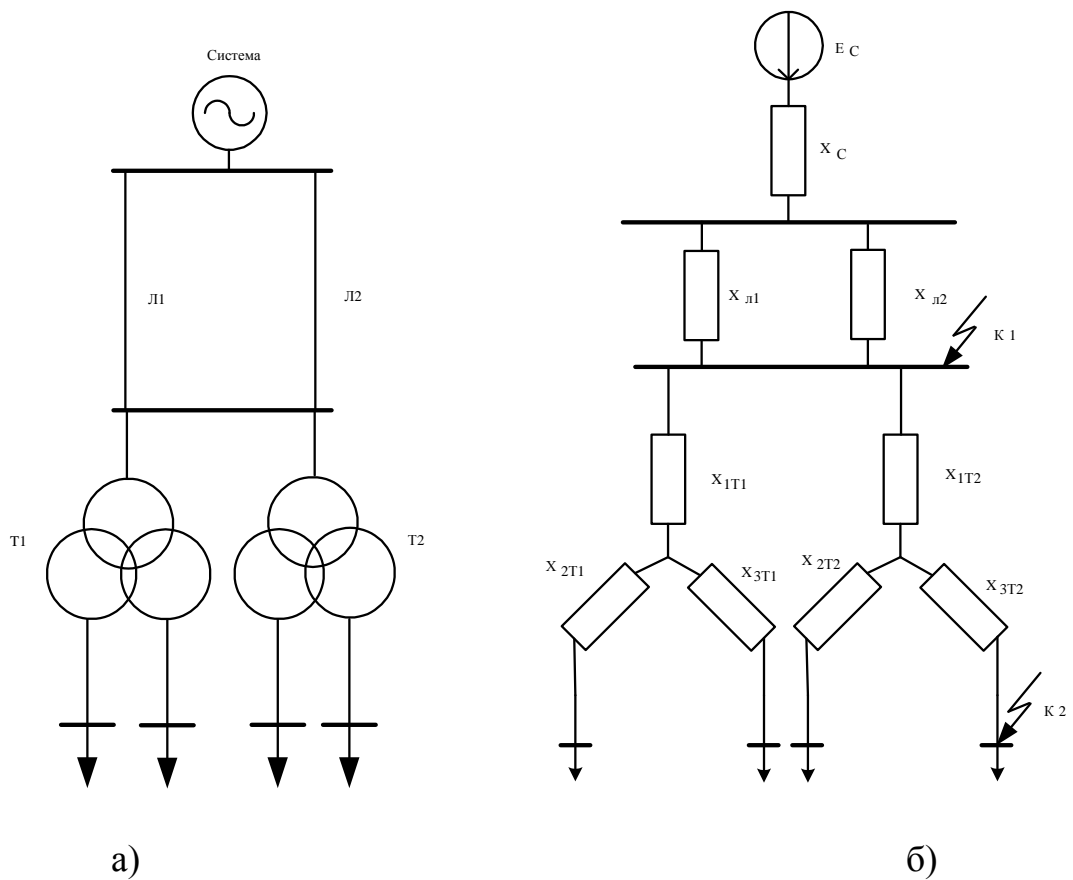


Рисунок 2 – Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для рассматриваемой подстанции

Индуктивные сопротивления линий электропередач высокого напряжения определим по формуле:

$$X_{л1} = \frac{x_{уд} \cdot l_1 \cdot S_6}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,4 \cdot 13,76 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,4 \text{ (о. е.)}. \quad (7)$$

$$X_{л2} = \frac{x_{уд} \cdot l_2 \cdot S_6}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,4 \cdot 13,76 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 0,4 \text{ (о. е.)}. \quad (8)$$

, где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление линии (Ом/км) для провода марки АС-150, в расчете принимаем $x_{уд} = 0,4$ Ом/км; l – длина линии электропередачи (км), $U_{лэн}$ – напряжение линии электропередач (В).

Найдем суммарное индуктивное сопротивление:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{л1} + X_{л2} = 0,25 + 0,4 + 0,4 = 1,05 \text{ (о. е.)}. \quad (9)$$

При расчете токов короткого замыкания на шинах низкого напряжения трансформаторной подстанции (точка К2, рис.2) сопротивления элементов схемы определяем по нижеприведенным выражениям.

Индуктивное сопротивление трехфазного трансформатора определяем по выражению:

$$X_{2m1,3m1(K2)} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^6} = 10,5 \text{ (о. е.)} \quad (10)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора (%); S_n – номинальная мощность трансформатора (ВА).

Путем постепенного преобразования приведем схему замещения к простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников с эквивалентной ЭДС были связаны с точкой короткого замыкания одним сопротивлением.

Преобразование схемы выполняем в направлении от источника питания к месту короткого замыкания.

Определяем результирующее сопротивление до точки короткого замыкания К1:

$$X_{\Sigma общ(K1)} = 2X_{\Sigma 1} = 2,1 \text{ (о. е.)} \quad (11)$$

Результирующее сопротивление до точки короткого замыкания K2 определим по формуле:

$$X_{\Sigma\text{общ}(K2)} = X_{\Sigma\text{общ}(K1)} + X_{T1(K2)} = 2,1 + 10,5 = 12,6 \text{ (о. е.)}. \quad (12)$$

Рассчитаем базисные токи по формулам:

$$I_{\delta(K1)} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}(K1)}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 5026,40 \text{ (A)}. \quad (13)$$

$$I_{\delta(K2)} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}(K2)}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55050,92 \text{ (A)}. \quad (14)$$

Далее рассчитываем токи трехфазного короткого замыкания.

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке K1 определяем по выражению:

$$I_{п(K1)}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma} \cdot I_{\delta(K1)}}{X_{\Sigma\text{общ}(K1)}} = \frac{1 \cdot 5026,40}{2,1} = 2393,52 \text{ (A)}. \quad (15)$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке K2 определяем по выражению:

$$I_{п(K2)}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma} \cdot I_{\delta(K2)}}{X_{\Sigma\text{общ}(K2)}} = \frac{1 \cdot 55050,92}{12,6} = 4369,12 \text{ (A)}. \quad (16)$$

Затем рассчитаем ударный ток трехфазного короткого замыкания.

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_n^{(3)} \cdot k_{y\partial} \text{ (A)} \quad (17)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, который при расчете токов к.з. в сетях напряжением выше 1000 В можно принять равным 1,8 [12].

Тогда ударный ток для короткого замыкания в точке K1:

$$i_{y\partial(K1)} = \sqrt{2} \cdot 2393,52 \cdot 1,8 = 6092,91 \text{ (A)}.$$

Ударный ток для короткого замыкания в точке K2:

$$i_{y\partial(K2)} = \sqrt{2} \cdot 4369,12 \cdot 1,8 = 11121,96 \text{ (A)}.$$

3.3 Выбор силового оборудования подстанции

3.3.1 Обоснования выбора

Работа электрических аппаратов без повреждений может быть обеспечена только при правильном выборе их по условиям работы в длительном режиме, при максимальной нагрузке и в режиме короткого замыкания в сети.

Электрические аппараты необходимо выбирать по каталогам, исходя из условий нормального режима. Выбранные аппараты следует, затем проверить по режиму максимальных токов короткого замыкания для точек, где предполагается установка того или иного аппарата.

На основании токов короткого замыкания, проведем выбор электрического оборудования для подстанции 110/10 кВ «Западная».

3.3.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей

Выбор и проверка высоковольтных выключателей производится по номинальному напряжению сети, номинальному току, отключающей способности, электродинамической и термической стойкости [13].

Условия выбора выключателей:

1) Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (18)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ; $U_{уст}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

2) Выбор по номинальному току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (19)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток аппарата, А; $I_{раб.мах}$ – максимальный действующий рабочий ток цепи (А).

Выключатели проверяются на электродинамическую стойкость к токам К.З.:

а) по действующему значению тока:

$$I_k \leq I_{пр.с} \quad (20)$$

б) по амплитудному значению тока:

$$i_y \leq i_{пр.с} \quad (21)$$

где $I_{пр.с}$ и $i_{пр.с}$ – действующее и амплитудные значения сквозного тока выключателя (по каталогу).

i_y – ударный ток К.З по расчету.

Выключатели проверяют на термическую устойчивость к токам К.З по тепловому импульсу:

$$B_k \leq I \cdot t^2 \cdot \tau \cdot t \quad (22)$$

где ($\tau = t_{n.с} + t_{р.з}$) $t_{п.в}$ – полное время отключения выключателя по каталогу,
 $t_{р.з}$ – время действия релейной защит

Таблица 6 – Выбор и проверка аппаратов на стороне 110кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель ВГТ-110
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	$1,4 \cdot 210,19 = 294,266$ А	2500 А
$I_k \leq I_{от.н}$	1,81 кА	20 кА
$I_k \leq I_{пр.с}$	1,81 кА	20 кА
$i_y \leq i_{пр.с}$	4,61 кА	40 кА
$B_k \leq I \cdot t^2 \cdot \tau \cdot t$	10,8 кА ² ·с	40 кА ² ·с

Таблица 7 – Технические характеристики выключателя ВГТ-110-40/2500

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	2500
Номинальный ток отключения, кА	40
Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА	102
– наибольший пик	40
– начальное действующее значение периодической составляющей	40
– ток термической стойкости (трехсекундный)	40
Параметры тока включения, кА	102
– наибольший пик	40
– начальное действующее значение периодической составляющей	
Собственное время отключения, с	19-25
Полное время отключения, с	0,035

Продолжение таблицы 7

Собственное время включения, с	40
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,062
Нормированное испытательное напряжение, кВ	230
– промышленной частоты 50 Гц, 1 мин	550
– грозового импульса	630
относительно земли и между полюсами	
между разомкнутыми контактами	
Номинальное давление элегаза при 20°C абсолютное и избыточное, МПА	0,5 и 0,4
Масса выключателя, кг	1360
Масса привода, кг	205
Масса элегаза, кг	5,0
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,062
Нормированное испытательное напряжение, кВ	230
– промышленной частоты 50 Гц, 1 мин	550
– грозового импульса	630
относительно земли и между полюсами	
между разомкнутыми контактами	
Номинальное давление элегаза при 20°C абсолютное и избыточное, МПА	0,5 и 0,4
Масса выключателя, кг	1360
Масса привода, кг	205
Масса элегаза, кг	5,0

Преимущества выключателя:

1. Отключение емкостных токов без повторных зажигания, что обеспечивается за счет высокой собственной электрической прочности элегаза и оптимизированного перемещения контактов;
2. Снижение эксплуатационных затрат;
3. Низкий уровень шума, т.е. пригоден для установки в жилых районах;
4. Высокая надежность, обусловленная малыми приводными силами,

отдельными дугогасительными контактами, двойными уплотненными кольцами во всех уплотнениях, за счет чего обеспечена минимально допустимая интенсивность утечки, надежными комплектующими узлами;

5. Простота монтажа и сдачи в эксплуатацию;

6. Выключатель предназначен для использования в экстремальных условиях.

3.3.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в высоковольтных сетях при снятии электрооборудования для ремонта. Разъединители включаются и отключаются без нагрузки (сначала цепь должна быть отключена выключателем).

На разъединителях устанавливаются следующие требования: создание видимого разрыва; электродинамическая и термическая стойкость при возникновении токов короткого замыкания; исключение самопроизвольных отключений; четкое включение и отключение в плохих климатических условиях (обледенение, снег, ветер); механическая прочность.

Разъединители выбирают так же, как высоковольтные выключатели, но не проверяют на отключающую способность в таблице 8:

Таблица 8 – Выбор и проверка разъединителя 110 кВ

Условия выбора	Расчетная величина	Каталожные данные разъединителей типа РНГП.2-110/1000,
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.ф} \leq I_{ном}$	$I_{раб.ф} = 102,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п0} \leq I_{пр.с}$	$I_{п0} = 1,81 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 4,61 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{т.ном}^2 t_{т.ном}$	$B_k = 10,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{т.ном}^2 t_{т.ном} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$

Таблица 9 – Технические характеристики разъединителя РНГП 110/1000

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1000
Ток электродинамической стойкости для разъединителя и заземлителя, кА	80
Ток термической стойкости для разъединителя и заземлителя, кА	31,5
Привод главных ножей	ПДГ-9-00 УХЛ1
Привод ножей заземления	ПРГ-6-01 УХЛ1

Разъединители данного типа устанавливаем на ремонтной и шинной перемычках, а также на вводах 110 кВ.

3.3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока и напряжения

Вместе с разъединителями в ячейках силовых трансформаторов Т1 и Т2 трансформаторы тока заменяются.

Трансформаторы тока выбираются в соответствии с номинальным напряжением, первичным и вторичным токами по проектной (внутренней, внешней) конструкции, классу точности и проверке на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Номинальный первичный ток выбирается с учётом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности.

Для ввода 110 кВ силового трансформатора выбираем трансформатор тока марки ТФЗМ-110Б- IV.

Трансформаторы тока марки ТФЗМ-110Б-IV отличаются высокой надёжностью, отсутствием существующих эксплуатационных затрат. Конструкция трансформаторов устойчива к воздействию окружающей среды, а высокий класс

точности измерительной обмотки 0,2 позволяет использовать их для коммерческого учета электроэнергии. Предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 110-220 кВ. Технические характеристики трансформатора тока представлены в таблице 10:

Таблица 10 – Технические характеристики ТТ ТФЗМ-110Б-IV

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение сети, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Ток термической стойкости, кА	31,5
1-секундный	20
3-секундный	
Ток электродинамической стойкости, кА	80
Наименование параметра	Величина
Число вторичных обмоток, из них	4
для измерений	1
для защиты	3
Диапазон рабочих температур, °С	-60 до +45

Выбор и проверку трансформаторов тока производим по следующим параметрам (Таблица 11):

Таблица 11 – Условия выбора и проверки трансформаторов тока

Паспортные данные трансформатора тока	Условия выбора	Проверка
Номинальное напряжение $U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ном.з}} \geq U_{\text{ном.сети}}$	$110 \geq 110$
Номинальный ток $I_{\text{н}}, \text{А}$	$I_{\text{ном.з}} \geq I_{\text{разб.мах}}$	$300 \geq 294,266$
Проверка на электродинамическую стойкость	$k_{\text{д}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н}} \geq i_{\text{у}}$	$80 \geq 8,85$
Проверка на односекундную термическую стойкость	$k_{\text{т}} \geq \frac{I_{\text{к}} \cdot \sqrt{t_{\text{к}}}}{t_{\text{т}} \cdot I_{\text{н}}}$	$31,5 \geq 26,03$

Устанавливаем трансформаторы тока на вводах 110 кВ силовых трансформаторов.

Проведем выбор измерительного трансформатора напряжения на стороне 110 кВ. В цепи распределительного устройства 110 кВ устанавливаем трансформатор напряжения типа НКФ – 110 – 83У1, (трансформатор напряжения трехобмоточный с естественным масляным охлаждением для измерительных целей на напряжение 110 кВ), к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции, проверяем его по условиям [11]:

Подсчет нагрузки основной обмотки трансформатора напряжения приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	тип	Собм.В·А	Число обмоток	Cosφ	Sinφ	Число приборов	Общ.потр.мощ.	
							Р, Вт	Q, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э335	2,0	1	1	0	1	2,0	-
Счётчик активной энергии	И680	2,0 Вт	2	0,38	0,92	1	4,0	9,7
Датчик активной мощности	Е829	10	-	1	0	1	10,0	-
Датчик реактивной мощности	Е830	10	-	1	0	1	10,0	-
Ваттметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Ваттметр	Д305	2,0	2	1	0	1	4,0	-
Частотомер	Э371	3,0	1	1	0	1	3,0	-
Итого							39,0	9,7

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (23)$$

где Р – активная мощность, Вт;

Q – реактивная мощность, ВАр;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{39^2 + 9,7^2} = 40,1 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбранный трансформатор НКФ – 110 – 83У1 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5 , необходимом для присоединения счетчиков 400 В·А.

3.4 Выбор оборудования на стороне 10кВ

3.4.1 Комплектные распределительные устройства серии ЗРУ-10кВ

Из-за морального и физического износа устаревшего оборудования модернизируемой подстанции необходимо заменить его на более совершенное с использованием современных технологий в области высоких напряжений, а точнее установка вакуумных выключателей и микроконтроллерной РЗ и А [16].

Закрытые распределительные устройства(ЗРУ) предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока 600 В/50 Гц в напряжение 6 или 10 кВ и используются для электропитания объектов нефтегазовой отрасли, в том числе, буровых установок в автономном режиме.

Особенности ЗРУ:

Надежность питания секций устройства обеспечивается панелью АВР, которая является частью вводно-секционного модуля.

В случае необходимости учета электроэнергии устанавливаются счетчики для технического учета активной и реактивной электроэнергии на питающих линиях 10 (6) кВ и на отходящих линиях (по заказу).

Для защиты от коротких замыканий предусмотрен блок релейной защиты IPR-A серии ORION, который осуществляет: защиту от междуфазных КЗ и замыканий на землю; индикацию текущих значений тока в фазах, причин аварийного отключения, значений параметров сети на момент аварийного отключения, обнаружения неисправности выключателя. Протокол связи MODBUS RTU.

Эксплуатационная безопасность персонала, который обслуживает ЗРУ, обеспечивается определенными проектными решениями: наличие мнемосхемы с индикацией положения аппаратов, видимый разрыв контактов аппаратов, перегородки из прозрачного пластика в отсеках ячеек, разгрузочные клапаны сброса давления выключателей, смотровые окна на дверях отсеков, возможность индикации напряжения 6 или 10 кВ.

Таблица 13 –Технические характеристики ЗРУ – 10кВ.

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение, кВ	6,10
Мощность силового трансформатора, кВА	От 1000 до 16000
Номинальный ток сборных шин, А	до 3150
ток термической стойкости, кА	31,5
время протекания тока термической стойкости, с	3
ток электродинамической стойкости, кА	81
to окружающего воздуха	-40...+40
Срок службы	не менее 30 лет

3.4.2 Выбор и проверка выключателей

Выбор и проверка выключателей осуществляется в соответствии с алгоритмом, приведенным в главе 3.3.2.

Устанавливаем согласно комплектации ЗРУ выключатели вакуумные серии ВВЭМ-10 на номинальное напряжение 10кВ. Расчетные токи КЗ и ударный ток для проверки на электродинамическую и термическую устойчивость рассчитаны в главе 3.3.2.

Технические характеристики выключателя ВВЭМ-10 представлены в таблице 14 [17].

Таблица 14 – Технические характеристики ВВЭМ-10

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение сети, кВ	10
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток термической стойкости (трехсекундный), кА	20
Параметры сквозного тока короткого замыкания, кА – наибольший пик – периодической составляющей	51 20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Время протекания КЗ, мс, не менее	120
Разновременность замыкания и размыкания контактов, мс,	4
Номинальное напряжение электромагнитов привода (постоянный ток), В	220
Электрическое сопротивление главной цепи полюса, мкОм	40
Масса коммутационного модуля, кг, не более а) с междуполюсным расстоянием 200 мм б) с междуполюсным расстоянием 250 мм	35 37
Срок службы, лет	25

3.4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор и проверка трансформаторов тока производится по методике, приведенной в главе 3.3.4

Устанавливаем согласно комплектации ЗРУ трансформаторы тока серии ТЛК-10 на номинальное напряжение 10кВ. Расчетные токи КЗ и ударный ток для проверки на электродинамическую и термическую устойчивость рассчитаны в главе 3.2.2

Технические характеристики трансформатора тока ТЛК-10 представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики трансформатора тока ТЛК-10.

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение сети, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	1000
Номинальный вторичный ток, А	5
Число вторичных обмоток, не более	4
Номинальные вторичные нагрузки с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, ВА – обмотки измерения – обмотки для защиты	5, 10 15
Номинальный класс точности: – измерений и учета – для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 5P или 10P
Ток термической стойкости, кА,	40
Ток электродинамической стойкости, кА,	100

3.4.4 Выбор трансформаторов напряжения

На каждую секцию шин ЗРУ предусмотрено по комплекту трансформаторов напряжения НАМИТ-10-2. Выбор производится по номинальному напряжению [18].

Электромагнитный однофазный трансформатор НАМИТ-10-2 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты устройств автоматики, сигнализации и управления.

Н – трансформатор напряжения; А – антирезонансный; М – охлаждение – естественная циркуляция воздуха и масла; И – для контроля изоляции сети; 110 – класс напряжения первичной обмотки, кВ; УХЛ1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

3.4.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для определения общей мощности потребителей собственных нужд ПС составляется таблица 3.10 электрических нагрузок собственных нужд ПС.

Общая электрическая нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{сн}} = k_c \cdot \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2} = 0,8 \cdot \sqrt{335,2^2 + 13,8^2} = 335,55 \text{ (кВА)}. \quad (24)$$

Мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{\text{тсн}} \geq \frac{S_{\text{сн}}}{2 \cdot 0,7} \geq \frac{335,55}{2 \cdot 0,7} = 239,68 \text{ (кВА)}. \quad (25)$$

Принимаем два трансформатора ТСН: ТМ 250/10 [20].

Таблица 16 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Нагрузка	
	единицы, кВт × кол-во	всего, кВт			Р _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Охлаждение ТРНДЦН-40000/2500/110	-	2	0,85	0,62	5	13,8
Подогрев У-110	11,3х6	67,8	1	0	173,2	-
Подогрев РУ	1х32	32	1	0	45	-
Отопление и освещение ОПУ	-	80	1	0	90	-
Освещение, вентиляция ЗРУ	-	7	1	0	15	-
Освещение ОРУ 110 кВ	-	5	1	0	7	-
Итого					335,2	13,8

Таблица 17 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип тра-ра	$S_{\text{ном}}$, кВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери, Вт		u_k , %	i_x , %
		ВН	НН	РХХ	РКЗ		
ТМ-250	250	10	0,4	560	4*100	4,5	1,7

3.4.6 Выбор и проверка предохранителей

Условия выбора:

1. Выбор по номинальному напряжению.
2. Выбор по номинальному длительному току.

$$I_{p.m} = \frac{S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (26)$$

где S_{TCH} – мощность трансформатора собственных нужд.

Паспортные данные трансформатора собственных нужд:

$$S_H = 63 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$U_H = 10 / 0,4 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{XX} = 270 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{KЗ} = 2270 \text{ Вт}$$

$$i_{XX} = 1,6\%$$

$$u_{KЗ} = 4,7\%$$

3. Выбор по номинальному току отключения.
4. Выбор по номинальной мощности отключения по формуле:

$$S_{ном.о} \geq S_{p.o}, \quad (27)$$

где $S_{ном.о}$ – номинальная мощность отключения; $S_{p.o}$ – мощность КЗ.

Выбираем предохранитель на трансформатор собственных нужд типа ПKN11-10-5-31,5 УЗ.

4 Релейная защита силовых трансформаторов

4.1 Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов. Виды защит

Для выполнения защиты трансформаторов должны быть учтены следующие режимы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- внешних коротких замыканий;
- повышения напряжения на неповрежденных фазах (для трансформаторов 110 кВ, работающих в режиме изолированной нейтрали);
- частичных пробоев изоляции вводов напряжением 500 кВ и более;
- перегрузки трансформатора;
- снижение уровня масла или отключение принудительной системы охлаждения;
- «пожара» стали магнитопровода.

Защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- отключать трансформатор при его повреждении от всех источников питания;
- отключать трансформатор при внешних замыканиях в случае отказа защит или выключателей смежных присоединений;
- подавать сообщения дежурному персоналу о возникновении перегрузок или выполнять необходимые операции для их устранения.

Для защиты трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов должны быть предусмотрены следующие типы релейной защиты:

1. От повреждений на выводах и внутренних повреждениях – токовая отсечка или продольная дифференциальная защита.

Продольная дифференциальная защита ставится на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, на трансформаторах меньшей мощности – токовая отсечка.

2. От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа и (или) понижением уровня масла, – газовая защита с действием на сигнал и отключение:

- для трансформаторов мощностью 6300 кВА и более;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более;
- для трансформаторов мощностью 1000...4000 кВА, если отсутствует быстродействующая защита.

3. От токов внешних коротких замыканий должны быть установлены следующие защиты с действием на отключение:

- максимальная токовая защита для трансформаторов мощностью до 1000 кВА;
- максимальная токовая защита или максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или токовая защита обратной последовательности для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более;
- дистанционная защита на понижающих автотрансформаторах напряжением 220 кВ и более, если это необходимо по условиям дальнего резервирования.

4. От возможной перегрузки на трансформаторах мощностью 400 кВА и более следует предусматривать максимальную токовую защиту с действием на сигнал или на разгрузку и на отключение.

5. От токов внешних замыканий на землю при наличии заземленной нейтрали для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности, если это необходимо по условиям дальнего резервирования.

Для защиты трансформаторов от внутренних повреждений и повреждений на выводах применяются

- токовая отсечка,

- продольная дифференциальная защита;
- газовая защита.

Для защиты трансформаторов 1Т и 2Т используем продольную дифференциальную защиту и газовую защиту.

4.2 Дифференциальная защита трансформатора на реле РСТ-15

Реле типа РСТ-15 выполнено на микросэлектронной основе и применяется для защиты понизительных трансформаторов и электродвигателей для случаев, когда не требуется торможение.

Реле РСТ-15 предназначены для дифференциальной защиты одной фазы высоковольтных электродвигателей и понижающих трансформаторов в комплектных устройствах, от которых требуется повышенная устойчивость к сейсмическим и механическим воздействиям [22].

Дифференциальный принцип РСТ-15 позволяет выполнить быстродействующую защиту одной фазы понижающих трансформаторов и высоковольтных электродвигателей. Реле РСТ-15 (рис.3) содержит последовательно включенные: реальное дифференцирующее звено – трансреактор – ТАВ, выпрямительный мост – US, фильтр нижних частот – ZF, компаратор – SF, элемент задержки на срабатывание КТ, выходное реле KL и блок питания UGV. Реле анализирует форму дифференциального тока с целью отстройки защиты от бросков тока намагничивания [23].

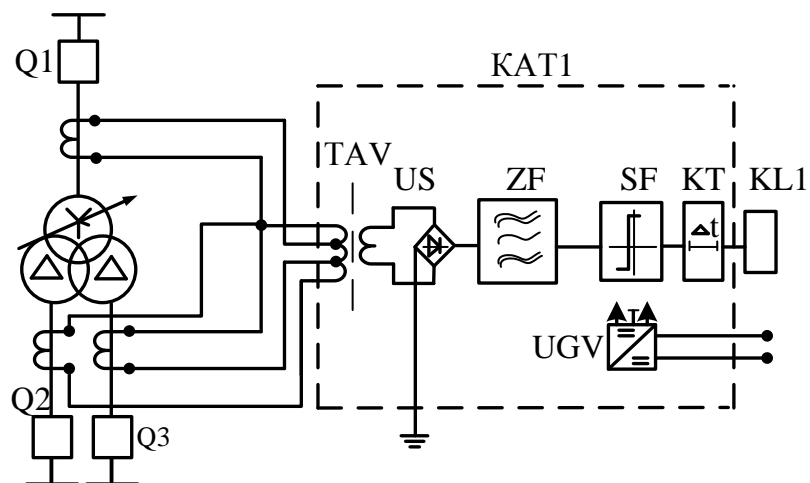


Рис.3 – Упрощенная структурная схема дифференциальное реле тока типа РСТ-15

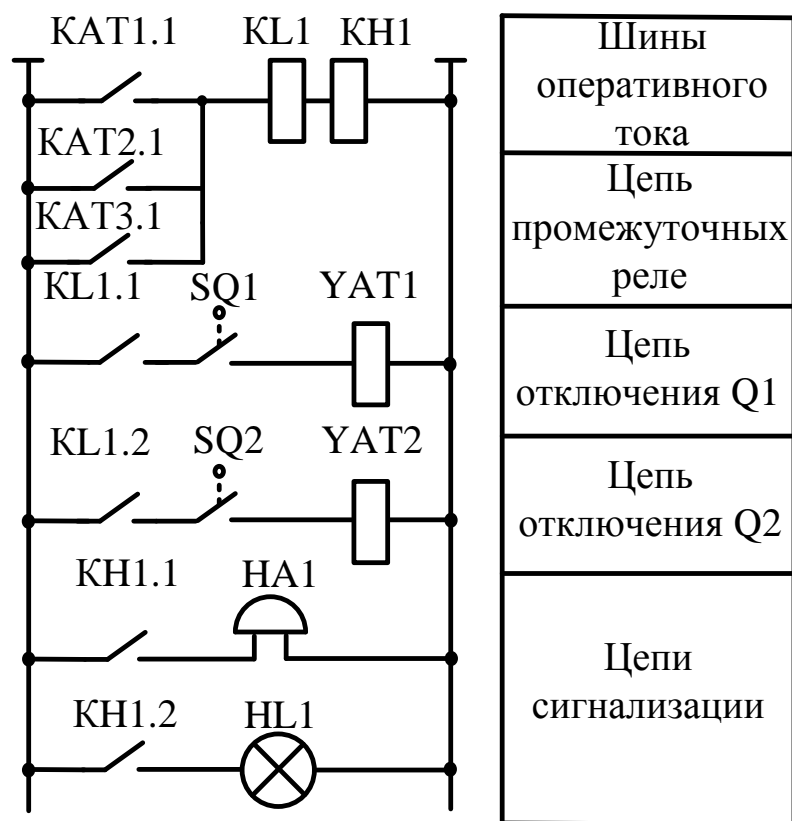


Рис.4 – Схема оперативных цепей защиты на реле РСТ-15

Бросок тока намагничивания определяется по формуле, А:

$$I_{\text{БТН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}, \quad (28)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение на высокой стороне трансформатора

$$I_{\text{БТН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,19 \text{ А.}$$

Расчет защиты на реле РСТ-15 сведем в таблицу:

Таблица 18 – Расчет защиты на реле РСТ-15

Наименование величины	Формула	Сторона ВН	Сторона НН	Сторона НН
1	2	3	4	5
1. Номинальный ток защиты трансформатора, А.	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	$I_{\text{ном}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,19$	$I_{\text{ном}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1156,07$	$I_{\text{ном}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1156,07$
2. Схема соединений обмоток защиты трансформатора	-	Y	Δ	Δ
3. Схема соединений обмоток ТТ	-	Δ	Y	Y
4. Коэффициент схемы	$K_{\text{сх}}$	$\sqrt{3}$	1	1

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
5. Коэффициент трансформации ТТ	$K_{нТТ} = \frac{I_{ном.1ВН}}{5}$	$K_{нТТ.ВН} = \frac{500}{5} = 100$	$K_{нТТ.СН} = \frac{2000}{5} = 400$	$K_{нТТ.НН} = \frac{2000}{5} = 400$
6. Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности трансформатора	$I_{2ВН} = \frac{K_{сз}}{K_{нТТ.ВН}} \times I_{ном.ВН}$	$I_{2ВН} = \frac{\sqrt{3}}{100} \times 210,19 = 3,63$	$I_{2СН} = \frac{1}{400} \times 1156,07 = 2,89$	$I_{2НН} = \frac{1}{400} \times 1156,07 = 2,89$

По рассчитанным в таблице данным, определим число витков обмотки основной стороны $W_{осн}$, за базовое напряжение которой можно принять ВН:

$$W_{осн.расч} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р}} = \frac{F_{с.р}}{I_{2ВН}}, \quad (29)$$

где $F_{с.р}$ – МДС срабатывания реле ($F_{с.р} = 50$ А).

$$W_{осн.расч} = \frac{50}{3,63} = 13,77 \quad (30)$$

Полученное значение $W_{осн.расч}$ округлим до ближайшего целого числа:

$$W_{осн.расч} = 14$$

Рассчитаем величину тока срабатывания:

$$I_{с.р} = \frac{F_{с.р}}{W_{осн.расч}} = \frac{50}{13,77} = 3,63 \text{ А}$$

Выберем число витков обмотки W_1 трансреактора из условия:

$$I_{2BH} W_{осн} = I_{2HH} (W_1 - W_{доп}), \quad (31)$$

где $W_{доп}$ – принятое число витков дополнительной обмотки.

$$W_1 - W_{доп} = \frac{I_{2BH} W_{осн}}{I_{2HH} + I_{2HH}} = \frac{3,63 \cdot 14}{2,89 + 2,89} = 8,79 \quad (32)$$

$$W_{доп} = W_1 - \frac{I_{2BH} W_{осн}}{I_{2CH} + I_{2HH}} = 14 - \frac{3,63 \cdot 14}{2,89 + 2,89} = 5,21 \quad (33)$$

По рассчитанной величине тока срабатывания $I_{с.р}$ и выбранном числе витков обмотки W_1 трансреактора определяем уставку реле по току срабатывания в относительных единицах по формуле:

$$I_{с.р*} = \frac{I_{с.р} W_{осн}}{100 K}, \quad (34)$$

где K – коэффициент кратности шкалы. Выбирается равным 1 или 2.

$$I_{с.р*} = \frac{3,63 \cdot 14}{100 \cdot 1} = 0,50 \quad (35)$$

Принимаем уставку по току срабатывания: 0,5

5 Расчёт заземления

Все металлические части электроустановок, нормально не находясь под напряжением, но могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения.

Защитным заземлением называется преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением.

Заземление обязательно во всех электроустановках при напряжениях 380 В и выше переменного тока, 440 В и выше постоянного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках при напряжении 42 В и выше переменного тока, 110 В и выше постоянного тока.

Рассчитаем заземляющее устройство для ОРУ 110 кВ [24].

Удельное сопротивление грунта:

$$\rho_1 = 500 \text{ Ом м}, \rho_2 = 60 \text{ Ом/м}, h = 2 \text{ м}, t = 0,7 \text{ м}.$$

Площадь ОРУ 121,5х42,0 м²

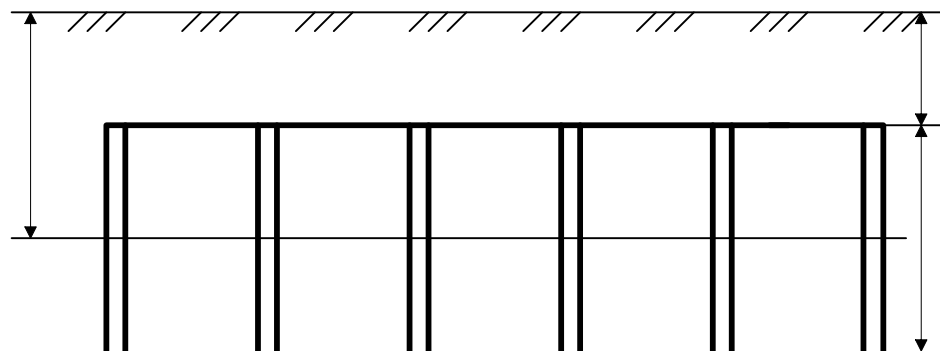


Рисунок 5 – Заземляющее устройство подстанции

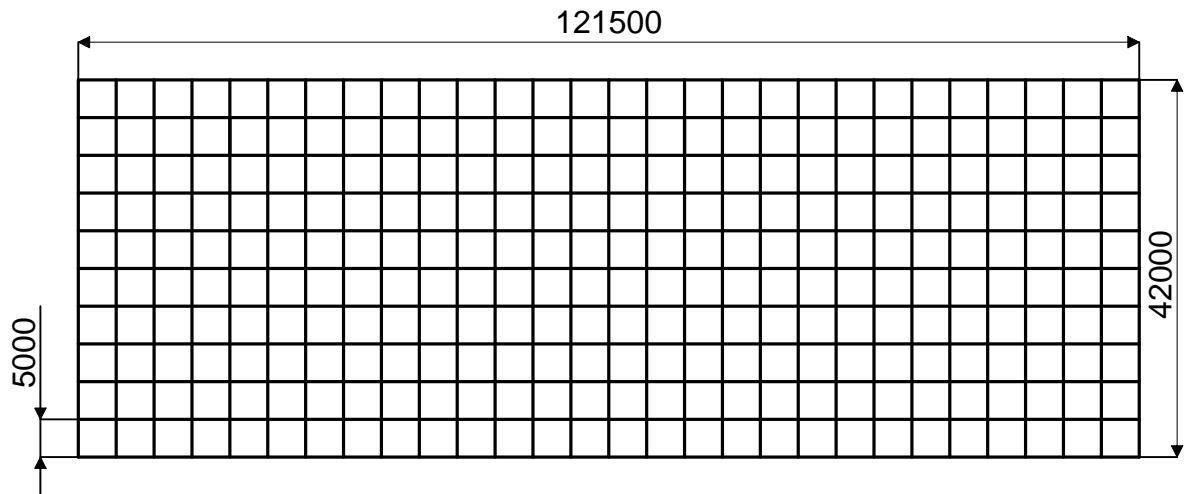


Рисунок 6 – Расчётная модель

За расчётную длительность воздействия τ_B примем

$$\tau_B = t_{P.3.} + t_{откл.в}, \quad (36)$$

$$t_{P.3.} = 0,1 \text{ с}; \quad (37)$$

$$t_{откл.в} = 0,05 \text{ с};$$

$$\tau_B = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}.$$

Для $\tau_B = 0,15 \text{ с}$ находим напряжение прикосновения

$$U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$$

Коэффициент прикосновения

$$K_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B}{a} - \frac{L_r}{\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (38)$$

где L_r – длина горизонтальных заземлителей;

a – расстояние между вертикальными заземлителями;

M – параметр, зависящий от отношения $\rho_1/\rho_2 = 500/60=8,3$; $M=0,806/5$

S – площадь ОРУ 110 кВ, м²

$$K_n = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5}{5} - \frac{750}{\sqrt{121,5 \cdot 42}} \right)} = 0,0437,$$

где $\beta = 57$ – коэффициент, определяющий соотношение сопротивления человека ($R_{\text{ч}}$), к сопротивлению растекания тока от ступней

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1,5\rho_1} \quad (39)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57$$

Потенциал на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.дон}}}{K_n} \quad (40)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,0437} = 9141,1 \text{ В},$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Сопротивление заземляющего устройства

$$R_{3.\text{дон}} = \frac{U_3}{I_3^{(1)}}, \quad (41)$$

где $I_3^{(1)} = 1845$ А - ток стекающий с заземлителя при однофазном КЗ

$$R_3 = \frac{9141}{1845} = 4,95 \text{ Ом.}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{121,5 \cdot 42,0} = 71,45 \text{ м}$$

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = \frac{Lr}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (42)$$

$$m = \frac{Lr}{2\sqrt{S}} - 1 = 4,24;$$

принимаем $m = 5$.

Длина полос в расчётной модели

$$B = 71,45/5 = 14,3$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура

$$n_b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_b} \quad (43)$$

$$n_b = \frac{71,4 \cdot 4}{1 \cdot 15} = 19,04$$

принимаем $n_b = 19$.

Общая длина вертикальных заземлителей

$$LB = l_b * n_b \quad (44)$$

$$LB = 15 \cdot 19 = 285 \text{ м}$$

Относительная глубина

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1; \quad (45)$$

$$\frac{15 + 0,7}{71,43} = 0,219 \geq 0,1;$$

, тогда

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_b + t}{\sqrt{S}}, \quad (46)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{15 + 0,7}{71,43} = 0,33$$

для $\rho_1/\rho_2 = 8,3$ а $l_b = 1$;

$$p = \frac{h_1 - t}{l_b} \quad (47)$$

$$p = \frac{2 - 0,7}{15} = 0,086$$

Определяем $\rho_3/\rho_2 = 1,4$; тогда $\rho_3 = 1,4 \rho_2 = 1,4 \cdot 60 = 84$.

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_b} \text{ (Ом)}, \quad (48)$$

$$R_3 = 0,33 \frac{84}{71,43} + \frac{84}{784,6 + 285} = 0,468 \text{ (Ом)},$$

что меньше допустимого $R_{3\text{доп}} = 1,806 \text{ Ом}$.

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} I_3 R_3 = 0,12 \cdot 1845 \cdot 0,468 = 103,7 \text{ В},$$

Что меньше допустимого $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были выполнены поставленные задачи и цели: реконструкция подстанции «Западная» 110/10 кВ. Были выполнены следующие расчеты: расчет электрических нагрузок; выбор мощности и типа трансформаторов; расчет токов короткого замыкания; выбор оборудования на высокой и низкой сторонах; выполнен расчёт заземления и релейной защиты.

А так же в ходе реконструкции был увеличен один из трансформаторов для получения симметрии нагрузки, заменены отделители и короткозамыкатели на элегазовые выключатели, в результате чего были увеличены надежность электроснабжения потребителей и срок службы трансформаторов и электрической аппаратуры.

Проверка оборудования по токам короткого замыкания показала правильность выбора устройств защиты. В результате проектирования разработана схема подстанции, соответствующая всем современным требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системный оператор единой электрической системы Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru>
2. СТО 56947007-29.240.10.028. Нормы технологического проектирования, подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.:2009 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf
3. СТО 56 947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. – М. :Энергосеть проект, 2007 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/2653763/>
4. Электрическая подстанция [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ru-wiki.org/wiki/Электрическая_подстанция
5. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.fskees.ru/upload/docs/prikaz_25022013_124-125.pdf
6. Перспективы применения вакуумных выключателей напряжением 110-220 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ruscable.ru/article/Perspektivy_primeneniya_vakuumnykh_vyklyuchatelej/
7. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/kru59er.pdf>
8. Минэнерго РФ Правила устройства электроустановок [Текст] /Минэнерго РФ – 8 издание, переработанное и дополненное. Красноярск, 2003 – 656 с.
9. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства. [Текст] Издание 2-е переработанное и дополненное Будзко И.А., Гессен В.Ю. - М.: Колос, 1999-480с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.electrolibrary.info/books/budsko.htm>
10. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_110kv.php
11. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжения до 1 кВ: ГОСТ 28249-93. Введ. 21.10.1993. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_28249-93
12. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rza.org.ua/down/open/elektrooborudovanie-stancij-i-podstancij--l-d-rozhkova--v-s-kozulin.html>
13. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – 643 с.

14. Выключатели колонковые элегазовые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gkatom.com/catalog/product/56715/>
15. Правила устройств электроустановок (ПУЭ, 7-е издание). С.Пб.: Энергоатомиздат, 2010. – 503 с.
16. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] : учеб. для вузов / М. А. Шабад. – 5-е изд., испр. и доп. – СПб. : ПЭИПК, 2012. – 350 с.
17. Выключатели вакуумные серии ВВУ- СЭЩ-10. Техническая информация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://electroshield.ru/upload/iblock/431/ti_vvy_10_093_2010_ver.1.14_electroshield.pdf
18. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах [Текст] : учеб. пособие / В. А. Андреев. – М. : Высш. шк., 2008. – 252 с.
19. Высоковольтные предохранители ПКТ, ПКН. Полезная информация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://market.elec.ru/nomer/1/predohraniteli_pkt_pkn/
20. Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев – 3-е изд., перераб. и доп. – М: Энергия, 1978. – 456 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bookre.org/reader?file=618320>
21. Латушкина, Л. Л. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение»: учеб. пособие / Л. Л. Латушкина, А. Д. Макаревич, А. С. Торопов, А. Н. Туликов; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан: Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2012. – 232 с.
22. Копьев, В. Н. Релейная защита. Проектирование [Текст] : учеб. пособие / В. Н. Копьев. – Томск : Изд-во ТПУ, 2012. – 100 с.
23. Туликов, А. Н. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учеб. пособие / А. Н. Туликов ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2015. – 343 с.
24. Орлов. – 10-е изд., стер: – М.: Изд. дом МЭИ, 2007 . – 440 с.
25. Выпускная квалификационная работа: методические указания / сост. Н.В. Дулесова; Сиб. федер. ун-т; ХТИ – филиал СФУ. – Абакан: Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2017. – 40 с

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземплярах.

Библиография 25 наименований.

« _____ » _____ 20 ____ г.
(дата)

(подпись)

(ФИО)